

Ad-hoc-Stellungnahme | 8. März 2022

Wie sich russisches Erdgas in der deutschen und europäischen Energieversorgung ersetzen lässt

1. Das Szenario: ein Stopp russischer Gaslieferungen

Der Krieg gegen die Ukraine hat zu einer intensiven Debatte über angemessene Wirtschaftssanktionen der Europäischen Union (EU) gegenüber Russland geführt. Dabei steht auch die Maßnahme zur Diskussion, keine russischen Erdgaslieferungen in die EU mehr zuzulassen. Zugleich könnte Russland jederzeit selbst die Entscheidung treffen, seine Erdgaslieferungen in die EU einzustellen – etwa bei einer Ausweitung der SWIFT-Sanktionen. In beiden Fällen wäre Deutschland stark betroffen.

Diese Ad-hoc-Stellungnahme der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina diskutiert, auf welche Weise und wie schnell russisches Erdgas in der EU und speziell in Deutschland kurz- sowie mittelfristig durch den Einsatz anderer, insbesondere erneuerbarer Energieträger ersetzt werden könnte. Dabei erweist es sich als sinnvoll, die kurz-, mittel- und langfristigen Aspekte der Substitution des russischen Erdgases getrennt zu diskutieren, immer vor dem Hintergrund geostrategischer Überlegungen zur mittelfristigen Transformation der Energieversorgung und mit dem langfristigen Ziel eines resilienten und klimaneutralen europäischen Energiesystems.

Die Stellungnahme kommt zu dem Schluss, dass auch ein kurzfristiger Lieferstopp von russischem Gas für die deutsche Volkswirtschaft handhabbar wäre. Engpässe könnten sich im kommenden Winter ergeben, es bestünde jedoch die Möglichkeit, durch die unmittelbare Umsetzung eines Maßnahmenpakets die negativen Auswirkungen zu begrenzen und soziale Auswirkungen abzufedern.

2. Die Ausgangssituation: Deutschland importiert 50 % seines Erdgases aus Russland[1]

Erdgas hat in Deutschland einen Anteil am Primärenergieverbrauch von über 25 Prozent und wird überwiegend für industrielle Prozesse sowie von privaten Haushalten eingesetzt.[2] Erdgas

[1] Aufgrund verschiedener Kennzahlen und Bezugsgrößen können die hier aufgeführten Zahlen leicht abweichen von anderen Quellen.

[2] Die Datengrundlagen für die Angaben in Abschnitt 2 sind den folgenden Quellen zu entnehmen: EU Energy in figures: Statistical pocketbook (2021, S. 69, 70) für die Zahlen zu 2019 und: BP Energy statistics (2021) für die Zahlen zu 2020.

weist gegenüber Kohle und Erdöl geringere CO_2-Emissionen in Relation zum jeweiligen Brennwert auf und ist daher ein wichtiger Energieträger auf dem Weg zur Klimaneutralität. Erst vor kurzem hat die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Energie-Taxonomie Erdgas als notwendig eingestuft, um auf dem Transformationspfad hin zur Klimaneutralität in einer Übergangsphase sowohl den Energiebedarf in der EU kontinuierlich und zuverlässig zu decken als auch eine Stabilitätsreserve zu erlangen.

Die 27 Mitgliedsstaaten der EU importierten im Jahr 2019 insgesamt 4277 Terawattstunden (TWh) an Erdgas, davon 945 TWh an verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas - LNG), der Rest über Pipelines. Davon stammten aus Russland 1768 TWh, 1612 TWh über Pipelines und 156 TWh LNG. Deutschland importierte 882 TWh im Jahr 2019,[3] davon etwas mehr als die Hälfte (450 TWh) aus Russland.[4] Die restliche der in Deutschland verfügbaren Menge an Erdgas setzten sich aus Pipeline-Importen aus Norwegen und den Niederlanden sowie zu einem geringen Anteil aus in Deutschland gefördertem Erdgas zusammen.

Deutschland verfügt gegenwärtig über 51 Erdgas-Kavernenspeicher mit einer Kapazität von insgesamt 275 TWh (25 Mrd. m^3).[5] Dies entspricht etwa 30 % des Jahresverbrauchs. Allerdings sind die Speicher zurzeit nur zu 28 % gefüllt. In den vergangenen 10 Jahren schwankte der Füllstand der Gasspeicher zum Stichtag 1. März zwischen 26 und 78 %.[6] Die aktuelle Gasmenge entspricht etwa einem durchschnittlichen Monatsverbrauch, wobei zu berücksichtigen ist, dass in der kalten Jahreszeit der Verbrauch mit ca. 120 TWh pro Monat höher liegt als im Sommer mit ca. 50 TWh.[7]

Angesichts dieser Ausgangssituation würde das Szenario eines Stopps russischer Erdgaslieferungen in die EU von deutscher und europäischer Seite ein zeitlich gestaffeltes Vorgehen mit Sofortmaßnahmen, einer mittelfristigen Diversifizierung der Energieversorgung und einer Einbettung dieser Maßnahmen in einen glaubwürdigen Transformationspfad hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung erfordern.

3. Sofortmaßnahmen: EU-weit koordinierte Erhöhung der Flüssiggas-Importe und stärkere staatliche Regulierung der Übertragungsinfrastruktur bei Reduktion der Erdgas-Nachfrage

Flüssiggas-Importe können theoretisch den Gas-Bedarf ersetzen, ...

Flüssiggas aus verschiedenen Teilen der Welt könnte das russische Erdgas dort ersetzen, wo Gas in der kurzen Frist nicht substituierbar ist. Deutschland verfügt allerdings noch nicht über eigene LNG-Terminals. Deren Aufbau würde vermutlich mindestens 3 Jahre benötigen,

---

[3] Zahlen aus: BMWI, Energiedaten, Tabelle 3, siehe: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

[4] BP Statistical Review of World Energy 2020, Seite 43. Zahlen für 2019. Angaben sind in m^3 mit pauschalisierter Umrechnung in Heizwert (40MJ/m^3); daher prozentualer Anteil an der Gesamtmenge verwendet.

[5] Eine Tochterfirma des russischen Konzern Gazprom erwarb im Jahr 2015 die Gasspeicher von BASF-Wintershall und hält damit jetzt rund 25 % der deutschen Gas-Speicher-Kapazität.

[6] Aggregated Gas Storage Inventory. Link: https://agsi.gie.eu/#/ . Diese Aussage wurde im Vergleich zur ersten Fassung der Stellungnahme korrigiert.

[7] BDEW. Link: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/monatlicher-erdgasverbrauch-deutschland/

wenngleich für drei Standorte Planungen bereits fortgeschritten sind. Zwar könnten Terminals anderer Länder, deren Auslastung in den vergangenen Jahren eher niedrig war, grundsätzlich ohne weiteren zeitlichen Verzug für den Import von LNG nach Deutschland genutzt werden. Doch die Voraussetzungen dafür sind erheblich: Erstens müsste die globale Verfügbarkeit von LNG hinreichend hoch sein – dies dürfte letztlich eine Frage des Preises, langfristiger Lieferverpflichtungen und der internationalen Kooperationsbereitschaft sein. Zweitens müsste die Anbindung der LNG-Terminals an das deutsche Pipelinenetz mit einer ausreichenden Kapazität gewährleistet sein.

Insgesamt haben die in der EU-27 aktuell bestehenden LNG-Terminals (2020) eine Umschlagskapazität von 1715 TWh.[8] Das entspricht rein rechnerisch etwa den gegenwärtig aus Russland in die EU importierten 1768 TWh an Erdgas und LNG. Ein Teil dieser vorhandenen Kapazität wird aber bereits jetzt für den Gasimport genutzt. Im Jahr 2020 waren dies 798 TWh.[9] Dementsprechend stünden nach einem russischen Lieferstopp, bei dem auch die 156 TWh LNG aus Russland wegfielen, knapp 1100 TWh für Importe aus anderen Weltregionen zur Verfügung. Zudem verfügt die Türkei über weitere LNG Terminals, die helfen könnten, über die existierenden Pipelines Europa zu versorgen.

… aber Transport-Kapazitäten erschweren Flüssiggas-Importe

Rein rechnerisch könnte ein Importstopp des russischen Gases somit kurzfristig zu einem erheblichen Teil kompensiert werden, da rund 1100 TWh an freier Kapazität rund 1768 TWh an bisherigen Importen aus Russland gegenüberstehen. Diese Überschlagsrechnung dürfte allerdings die Obergrenze der kurzfristigen Kompensationsmöglichkeiten darstellen, da aktuell die Transportkapazitäten fehlen, um diese Kompensation vollständig durchzuführen. In der Umsetzungspraxis würden sie schon deshalb deutlich geringer ausfallen. Um eine Versorgung im kommenden Winter unabhängig von der Verfügbarkeit russischen Gases sicherzustellen, müsste zudem die Einspeicherung unterjährig beschaffter Mengen sichergestellt werden. Da sich die Gasspeicher in Deutschland in privater Hand befinden, wären daher geeignete Regulierungsmaßnahmen notwendig. Die Speicherbetreiber tragen ansonsten ein zu hohes wirtschaftliches Risiko. Sind die Gasspeicher gefüllt, könnte Gazprom den Markt schnell mit billigem Gas fluten und damit den europäischen Gasimporteuren einen erheblichen wirtschaftlichen Schaden zufügen. Füllen die Gasimporteure ihre Speicher in Erwartung dieser niedrigen Preise nicht, dann könnte das Angebot verknappt und die Preise weiter in die Höhe getrieben werden.

Flüssiggas sollte durch die EU beschafft werden

Es ist zwar aktuell nur ein Szenario, dass es zu einem Ausfall der russischen Erdgaslieferungen kommen könnte. Doch wäre es unverantwortlich, die Bemühungen um eine weitgehende Substitution der möglicherweise wegfallenden russischen Gaslieferungen erst dann in Gang zu setzen, wenn dieser Fall eintritt. Vielmehr muss dies umgehend geschehen, um die Speicherstände so weit wie möglich vor dem kommenden Winter auffüllen zu können.

---

[8] International Group of Liquefied Natural Gas Importers, Annual Report 2021, Addition der Kapazitäten EU27, S. 55-56. Umrechnung Million Tonnen pro Jahr in TWH mit einem Faktor 13.9 TWh/Mt.

[9] International Group of Liquefied Natural Gas Importers, Annual Report 2021, Addition der LNG Importe EU27, S.30. Umrechnung Million Tonnen pro Jahr in TWH mit einem Faktor 13.9 TWh/Mt.

Insbesondere ist jetzt zu entscheiden, ob die EU möglichst schnell angesichts eines nicht unwahrscheinlichen Importstopps für russisches Erdgas auf dem Gasmarkt als koordinierter und verbindlich handelnder, gegebenenfalls sogar von den privaten Gasimporteuren das Anlegen von Gasreserven einfordernder Nachfrager auftreten sollte. Denn die teure Beschaffung und Einspeicherung von Gas ist in der gegenwärtigen sehr unsicheren Lage für die Speicherbetreiber riskant und vermutlich wirtschaftlich unattraktiv. Es steht zu befürchten, dass ansonsten die Gasimporteure, die ihre Gasspeicher füllen sollten, um mögliche Lieferausfälle abzufedern, vor dem Eintreten des Importstopps für russisches Erdgas zum Spielball des strategischen Preissetzungsverhaltens russischer Exporteure werden und bei fortgesetzter Lieferung aus Russland auf dem jetzt teuer eingekauften Gas sitzen bleiben. Auf Grund dieser Befürchtung könnten die Gasimporteure sich beim Füllen ihrer Speicher zurückhalten. Dieses Dilemma könnte die EU überwinden, wenn sie kurzfristig eine gemeinschaftliche Strategie entwickelt, um die Importe für Flüssiggas zu erhöhen sowie die Nachfrage nach Erdgas zu reduzieren und somit die Speicher so weit wie möglich vor dem Winter zu befüllen.

Struktur und Nutzung der Übertragungsinfrastruktur könnten staatlich stärker reguliert werden

Da die Energieversorgung ein Element staatlicher Daseinsvorsorge ist, reichen die Optionen für die künftige Gestaltung des europäischen Energieversorgungssystems im Grundsatz von einer vollständig staatlichen Energieversorgung bis hin zu einer rein privatwirtschaftlichen Energieversorgung unter staatlicher Regulierung und Aufsicht. Sinnvoll wäre es nicht zuletzt, dabei Mikromanagement zu vermeiden. Im Mittelpunkt der Überlegungen muss die Übertragungsinfrastruktur stehen, die aus Energiehäfen, Großspeichern und den Übertragungsnetzen („Energieautobahnen“) besteht. Sie könnten weiterhin privat bewirtschaftet werden, dann aber in Struktur und Nutzung stärkerer staatlicher Regulierung unterliegen. Die übrigen systemischen Elemente von Bereitstellung, Wandlung, Verteilung und Nutzung der Energie könnten wie bisher privatwirtschaftlich innerhalb eines klaren und stabilen staatlichen Rahmens organisiert sein.

Wege zur Reduktion der Erdgas-Nachfrage nutzen

Zusätzlich zum Bemühen, ausgefallene Erdgasimporte aus Russland durch Importe aus anderen Bezugsquellen zu ersetzen, stehen als kurzfristige Reaktion verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, die Nachfrage nach Erdgas zu reduzieren. Dazu zählt zunächst der Ersatz von Erdgas durch andere Energieträger, etwa durch eine stärkere Kohleverstromung. Dabei muss der Rückgriff auf den stärkeren Einsatz des fossilen Energieträgers Kohle nicht zu Lasten des eingeschlagenen Transformationspfads hin zur Klimaneutralität gehen: Der europäische Emissionshandel (ETS) legt im Strom- und Industriesektor ohnehin eine Emissionsobergrenze fest. Eine kurzfristig intensivierte Kohleverstromung wird daher zwar zu zusätzlichen Kostenbelastungen für die vom ETS erfassten Unternehmen – und mittelbar über Überwälzungsprozesse Kostenbelastungen für deren Kunden – führen, aber nicht zu einer Erhöhung der europäischen Emissionen. Darüber hinaus sollten kurzfristig umsetzbare Effizienzmaßnahmen in Industrie und Haushalten ergriffen werden

Wenngleich kurzfristige Reaktionen auf einen Ausfall der russischen Gasimporte die Transformation zur Klimaneutralität nicht aufhalten würden, ist jedoch klar, dass dieser Weg

unter den aktuell zugespitzten Bedingungen zu höheren Kosten verwirklicht werden müsste, als es ursprünglich zu erwarten war. Da diese Belastungen einkommensschwächere Haushalte tendenziell verhältnismäßig stark träfen, wäre es umso dringlicher, diese Haushalte gezielt dafür zu kompensieren. Dazu wurde bereits zahlreiche Vorschläge vorgelegt; insbesondere bietet sich eine Strategie an, welche die Transformation durch einen umfassenden und europaweit einheitlichen CO_2-Preis für alle Sektoren, Technologien und Emittenten vorantreibt und die dabei entstehenden Einnahmen weitgehend für die sozialverträgliche Kompensation der Transformationsbelastungen nutzt.[10]

Die Akzeptanz der Maßnahmen durch die Bevölkerung ist ein entscheidender Faktor für die Umsetzbarkeit. Die zusätzlichen Kosten, die sich aus der Beschaffung von Gasmengen auf dem Weltmarkt, der Beschleunigung von Effizienzmaßnahmen sowie durch die Abfederung der Belastungen für Haushalte mit unteren und mittleren Einkommen ergeben, sind leistbar. Deutschland hat ausreichend finanzpolitischen Spielraum.

4. Substitution des russischen Erdgases bei Stromerzeugung und Wärmegewinnung: quantitativ und qualitativ unterschiedliche Herausforderungen

Bei einer Analyse der strategischen Optionen zur kurz-, mittel- und langfristigen Minderung der Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Russland ist es sinnvoll, Stromerzeugung und Wärmegewinnung getrennt zu betrachten. Die Hauptnutzung des russischen Erdgases in Deutschland liegt in der Wärme- und nicht in der Stromerzeugung. Bilanziell ist der Ersatz von Gas zur Stromerzeugung durch erneuerbaren Strom und Kohle bei Erhaltung der Stabilität und Verfügbarkeit des Energiesystems kurz- bis mittelfristig leistbar. Bei der Wärmeversorgung könnte es in strengen Wintern zu Einschränkungen der industriellen Wärmeversorgung kommen. Allerdings könnte die Produktion in einigen Industriesektoren teilweise bereits vorher aufgrund der steigenden Kosten für Erdgas heruntergefahren werden und somit der industrielle Gesamtbedarf an Wärmeversorgung sinken.

Substitution des russischen Erdgases bei der Stromerzeugung

Aus Erdgas wurden im Jahr 2020 in Deutschland mittels 174 TWh thermischer Energie 89 TWh Strom gewonnen.[11] Rein rechnerisch würde russisches Erdgas mit seinem Anteil von etwa 50 % ca. 45 TWh davon decken.[12] Aus erneuerbarer Energie wurden im Jahr 2020 rund 230 TWh elektrische Energie bereitgestellt, 117 TWh davon aus Windkraft. Somit könnte ein – allerdings nur langfristig realisierbarer – Zubau von knapp 40 % der bisher installierten Erzeugungskapazität für Strom aus erneuerbaren Energien das Problem in der Gesamtbilanz lösen.

[10] Siehe hierzu Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und Rat für Nachhaltige Entwicklung: Klimaneutralität -- Optionen für eine ambitionierte Weichenstellung und Umsetzung. Positionspapier, Juni 2021 (https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2021_RNE_Leopoldina_Klimaneutralitaet_geschuetzt.pdf)

[11] Zahlen aus: BMWI, Energiedaten, Tabellen 22, 23, siehe: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

[12] Daten aus BMWI, siehe: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/energiedaten.html (Stand 31.3.2020)

Allerdings stellt die Stromerzeugung aus Erdgas derzeit die wesentliche Möglichkeit zum Ausgleich der erheblichen Schwankungen der erneuerbaren Energiequellen dar. Diese Ausgleichsfunktion müsste langfristig durch zentrale und dezentrale Stromspeicher sowie durch aus erneuerbaren Energien gewonnenen (und importierten) Wasserstoff und dessen Rückverstromung übernommen werden. Dafür würden entsprechend Infrastrukturen für die Erzeugung und Speicherung des Wasserstoffes sowie die Übertragung des zusätzlichen Stroms benötigt. Es ist klar, dass diese Lösung in der kurzen und mittleren Frist nicht zur Verfügung stehen kann. Allerdings wäre dieser Umbauprozess zu einem späteren Zeitpunkt ohnehin nötig, um Klimaneutralität der Stromversorgung zu erreichen, und sollte daher so schnell wie möglich in Gang gesetzt werden.

Eine kurzfristige Entlastung ließe sich erreichen, wenn die disponible Leistung der Gaskraft durch disponible Leistung aus heimischer Kohle ersetzt würde, was ohne Änderungen der Infrastruktur sofort möglich ist.[13] Diese Substitution von Gas- durch Kohleverstromung sollte sofort begonnen werden, um Gasmengen einzusparen und entsprechend mehr einspeichern zu können.

Allerdings verlangsamte sich dadurch die Reduktion des CO_2-Ausstoßes aus der Stromerzeugung, die nach bisheriger Planung vorrangig durch den Kohleausstieg erreicht werden sollte. Für das Jahr 2020 würden in Deutschland 18 Mt CO_2 (für 2021: 10,4 Mt CO_2) aus der Verbrennung russischen Gases eingespart, aber dafür 45 Mt CO_2 (für 2021: 26 Mt CO_2) durch Verbrennung deutscher Kohle emittiert werden.[14] Die hohe Volatilität der Zahlen zwischen den Jahren 2020 und 2021 ergibt sich aus der großen Preiserhöhung von Erdgas.

Da jedoch der Stromsektor dem ETS unterliegt, würde der verstärkte Einsatz der Kohlekraftwerke zur Substitution der Erdgasverstromung keine Steigerung der Emissionen zur Folge haben: Die Emissionen müssten im Geltungsbereich des ETS lediglich anderweitig eingespart werden, was über den Emissionshandel automatisch geschehen würde. Es wäre jedoch unverzichtbar, dass das Fit for 55-Paket konsequent entlang der Vorschläge der Europäischen Kommission umgesetzt wird, um die Klimaziele nicht zu verfehlen. Denn langfristig wird die Transformation zur Klimaneutralität dazu beitragen, die Resilienz der europäischen Energieversorgung zu stärken.

In der mittleren Frist ist es zielführend, am Kohleausstieg 2030 festzuhalten und die Transformationsaktivitäten massiv zu beschleunigen; der Kohleausstieg macht uns auch unabhängiger von russischer Kohle (aktueller Anteil an den deutschen Kohleimporten von 50 %).

---

[13] Hierfür stünden prinzipiell auch Atomkraftwerke (AKW) zur Verfügung. Allerdings haben bisherige Studien (u.a. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz) ergeben, dass eine Verlängerung der Laufzeiten der AKW infolge der schon erfolgten langfristigen Vorbereitungen zum Abschalten der AKW technisch sehr herausfordernd und ökonomisch sehr aufwendig wäre.

[14] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen/Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2018. Umweltbundesamt 2019. Für die Umrechnung wurden 1,0 kg/kWh für Kohle und 0,4 kg/kWh für Gas angenommen.

Substitution des russischen Erdgases bei der Wärmegewinnung

Eine größere Herausforderung als der Ersatz russischen Erdgases bei der Stromerzeugung stellt der Ersatz russischen Gases bei der Erzeugung von Prozess- und Heizwärme dar. Die Wärmewirkung des Erdgases kann mittel- bis langfristig durch eine Kombination aus erneuerbarem Strom und Wasserstoff ersetzt werden. Allerdings sind auch hierfür enorme zusätzliche Mengen von heimisch erzeugter sowie importierter Energie sowie eine Umrüstung der Anlagen und Infrastrukturen erforderlich.

In Deutschland wurden im Jahr 2020 für Prozesswärme 210 TWh, für private Wärmeversorgung (Heizung und Warmwasser) 253 TWh und für die Heizung von Industrie- und Geschäftsgebäuden 110 TWh eingesetzt. Von diesen insgesamt 573 TWh stammen knapp 300 TWh aus Russland, gemäß des Anteils von etwas mehr als 50 % an der deutschen Gasversorgung.[15] Grundsätzlich würde auf dem Weltmarkt verfügbares Gas zunächst für Heizzwecke eingesetzt, da aufgrund gesetzlicher Vorgaben und dem Leitfaden „Krisenvorsorge Gas“[16] die Versorgung „geschützter Letztverbraucher“, das sind unter anderem Haushaltskunden, höchste Priorität bei der Versorgung genießt. Eine kurzfristige Umstellung von Haushaltsheizungen auf elektrisch betriebene Wärmepumpen oder andere elektrisch betriebene Heizungen ist nicht möglich.

Ein nicht-kompensierbarer Ausfall von Gaslieferungen hätte somit aller Voraussicht nach Versorgungseinschränkungen bei Industriebetrieben zur Folge. Es ist somit ein Szenario vorstellbar, bei dem im Sommer alle Bedürfnisse der industriellen Produktion erfüllt werden, im Winter jedoch erhebliche Einschränkungen der industriellen Produktion drohen, wenn die bei uns vorhandenen Erdgasspeicher, die bei vollständiger Füllung den gesamten Bedarf für etwa 90 Tage vorhalten, aufgebraucht wären. Folglich ist eine kurzfristige Besserung dieses Engpasses durch die möglichst schnelle und kontinuierliche vollständige Befüllung der vorhandenen Speicherkapazitäten sowie eine weitergehende mittelfristige Besserung durch die Bereitstellung weiterer Speicherkapazität zu erreichen. Zudem sind ab sofort in den Sommermonaten mit vergleichsweise reichhaltig vorhandenem Gasangebot sämtliche Effizienzmaßnahmen zu ergreifen, die das Befüllen der Speicher befördern.

5. Energiesicherheit: eine langfristige Perspektive

Insgesamt ist ein schneller spezifischer Ersatz von russischem Erdgas durch heimische erneuerbare Energie und den daraus gewinnbaren Wasserstoff nicht möglich. Dieser Ersatz ist zwar gegen Ende des Umbauprozesses des Energiesystems erforderlich, sollte aber den bisherigen Vorstellungen zufolge in großem Stil erst erfolgen, wenn der Ausstieg aus der Kohle abgeschlossen ist. Realistischerweise ist der Verzicht auf Erdgas umsetzbar, sobald entsprechende Mengen an CO_2-arm erzeugtem Wasserstoff verfügbar sind. Dieser kann nur zu einem geringen Anteil heimisch bereitgestellt werden, wenn die erneuerbaren Energien primär die Versorgung mit Strom gewährleisten sollen.

---

[15] Zahlen errechnet aus BMWI Energiedaten, Tabelle 7a und 7b, siehe: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

[16] BDEW/VKU u.a., Krisenvorsorge Gas. Berlin 2021.

Zudem dürfen keinesfalls die ökonomischen Konsequenzen der veränderten Nachfragevolumina auf dem globalen Gasmarkt außer Acht gelassen werden: Die Verknappung von Erdgas auf den Weltmärkten aufgrund der erhöhten Nachfrage nach behältergebundenem Gas wird voraussichtlich zu erheblichen und langanhaltenden Preiserhöhungen führen. Diese Veränderungen machen es ökonomisch umso sinnvoller, die Ausbildung eines globalen und regional diversifizierten Weltmarktes für grüne Energieträger auf der Basis von Wasserstoff beschleunigt voranzutreiben.

6. Fazit

Die aktuelle Situation macht es erforderlich, den Umbau des Energiesystems noch energischer als bisher schon voranzutreiben. Dies kann durch zwei parallel ablaufende Prozesse erreicht werden: erstens die diversifizierte Internationalisierung der Versorgung und zweitens den stufenweisen Ersatz der Energieträger.

Die politischen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die Akteure des zukünftigen Energiesystems sollten europäisch angelegt werden. Nationale Strukturen sind nur im europäischen Kontext sinnvoll planbar. Dabei sollten die EU-Mitgliedsstaaten vorangehen, deren Energieversorgung aktuell von Russland besonders abhängig ist. Die Konzeption ist jedoch von Anfang an mit Blick auf die gesamte EU anzulegen. Die hierfür empfohlenen Maßnahmen lassen sich in drei Zeitphasen gliedern:

Sofortmaßnahmen (kommende Wochen und Monate)

- Beschaffung von Flüssiggas auf dem Weltmarkt durch die EU, auch durch Verhandlungen mit Staaten wie Japan, USA und Südkorea
- Stärkere staatliche Regulierung von Struktur und Nutzung der privatwirtschaftlich betriebenen Übertragungsinfrastrukturen einleiten
- Ersatz von Gas durch Kohle im Stromsektor und Beschaffung der hierfür nötigen Kohlemengen
- Unmittelbarer Beginn der Einsparungen beim Gas und des Auffüllens der Speicher als Puffer für den Winter
- EU-weit koordiniert agieren
- Kompatibilität der Notfallmaßnahmen mit bestehenden Marktmechanismen sicherstellen
- Belastungen der Bürgerinnen und Bürger mit niedrigen und mittleren Einkommen sozial abfedern und Unternehmen von Energiesteuern entlasten

Mittelfristige Maßnahmen (binnen eines Jahres)

- Beschaffung einer robusten Reserve an Energieträgern
- Ausbau der LNG-Anlande-Kapazitäten und ausreichende Einbindung der LNG-Terminals in Versorgungsnetze
- Bei LNG-Ausbau so weit als möglich langfristige Nutzbarkeit der Infrastruktur für Umstellung auf Wasserstoffversorgung beachten („H_2-ready“)
- Ertüchtigung des Gasnetzes für höhere Diversität an Einspeisepunkten

Langfristige Maßnahmen (in den nächsten 2-10 Jahren)

- Transformation zur Klimaneutralität beschleunigen, insb. durch
  - Infrastrukturausbau insbesondere für den Umschlag von Wasserstoff und seinen Derivaten
  - Wasserstoffimporte
  - Ausbau der erneuerbaren Energien
- Transformationspfade vor dem Hintergrund der neuen Rahmenbedingungen (insb. hohe Gaspreise für längere Zeit) überprüfen

Die Bundesregierung hat bereits erste weitreichende Entscheidungen auf den Weg gebracht, wie zum Beispiel den Zukauf von Gas für 1,5 Milliarden Euro oder die geplante Regelung zum Befüllen der Gasspeicher. Wichtig in der aktuellen Situation wäre es auch, den geplanten Kohleausstieg 2030 nicht in Frage zu stellen. Er hilft dabei, von russischen Kohleimporten, die 50 % der deutschen Kohleimporte ausmachen, unabhängig zu werden.

Bestehende wirksame Mechanismen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, allen voran der Emissionshandel und seine Weiterentwicklung im Rahmen der Umsetzung des EU Green Deal, dürfen nicht geschwächt werden. Vielmehr bilden bestehende Mechanismen eine gute Grundlage für weitere, beschleunigende Maßnahmen.

Autorinnen und Autoren

Prof. Dr. Robert Schlögl ML, Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für chemische Energiekonversion, Mülheim
Prof. Dr. Ferdi Schüth ML, Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Mülheim
Prof. Dr. Antje Boetius ML, Helmholtz-Zentrum für Polar- und Meeresforschung, Alfred-Wegener-Institut, Bremerhaven
Prof. Dr. Ottmar Edenhofer ML, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam und Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change, Berlin
Prof. Dr. Veronika Grimm, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Prof. Dr. Sibylle Günter ML, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching
Prof. Dr. Gerald Haug ML, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
Prof. Dr. Jochem Marotzke ML, Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg
Prof. Dr. Wolfgang Marquardt ML, Forschungszentrum Jülich
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt ML, RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen
Prof. Dr. Ulrich Wagner, TU München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Redaktionelle Begleitung

Dr. Christian Anton, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Abteilung Wissenschaft-Politik-Gesellschaft
PD Dr. Stefan Artmann, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Präsidialbüro

ML = Mitglied der Leopoldina